

「ノンファーム型接続」を前提とした小水力発電の発電計画検討事例
 Case Study on Power Generation Planning for Small Hydropower Based on
 Non-Firm Connection

○小合 俊平*

Shumpei Ogo

1. はじめに

発電施設からの電力を現況系統へ接続し、その系統の容量に空きがある時に活用する「ノンファーム型接続」が 2021 年 1 月から適用開始となった。国営かんがい排水事業「芽室川西地区」では、美生ダムより取水するかんがい用水等を利用した小水力発電施設が計画されており、この接続を前提とした系統連携契約が北海道電力と結ばれている。このため、系統混雑時の出力制限によっては十分な発電効果が見込めないという課題があつたため、潮流実績により現況系統の空き容量を整理し、出力制御の頻度を想定した上で費用対効果が得られるか検討した。

2. ノンファーム型接続を考慮しない場合の発電計画の概要

施設概要図を図 1 に示す。設置する小水力発電施設は、美生ダムの貯水位と下流に新設される分水工との水位差を利用して最大 720kW の発電を行うことで、土地改良施設などの管理費用の節減を図ることを目的としている。

発電期間は通年とし、水車形式および最大使用水量は、比較検討により最も経済性に優れる (kWh の建設単価が安い) ケースを採用し、採用案は年間発電電力量 4,960,269kWh を見込んでいる。採用した発電計画の諸元を表 1 に示す (以降、採用案を“最適発電計画”と記す)。

3. ノンファーム型接続による出力制御を考慮した発電計画

3.1 潮流実績値 (北新得変電所) の整理

北海道電力ネットワークが公開している情報より、発電所を連系する北新得変電所の潮流実績および運用容量を入手した。2021 年度設計時点で過去 2 カ年 (2019、2020 年度) の潮流実績が入手可能であったが、本検討では、潮流実績値が大きい 2019 年

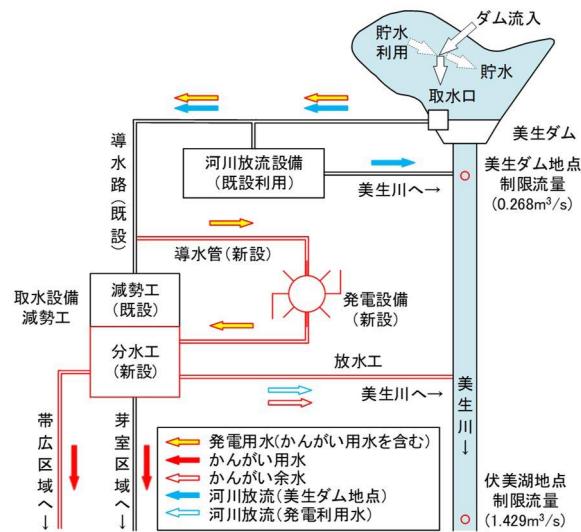


図 1 施設概要図
 Overview diagram of the facility

表 1 最適発電計画諸元一覧表
 List of optimal power generation plan specifications

項目	内 容
発電期間	通年
発電に用いる流水	・ダム流入水 ^{※1} ・ダム貯水利用量 ^{※2}
使用水量	0.678~4.518m ³ /s
総落差(最大時)	33.03m
有効落差(最大時)	22.81m
最大/最低取水位	400.7m/ 393.9m
放水位	367.67m
水車形式	クロスフロー水車:1台
発電機形式	三相誘導発電機
最大出力	720kW
年間発電電力量	4,960,269kWh ^{※3}

※1 : 美生ダム地点制限流量を除く。

※2 : かんがいなどで貯水を利用する場合。

※3 : 検討期間10カ年(2004~2013)の平均値

* (株)三祐コンサルタント Sanyu Consultants Inc

キーワード：小水力発電、再生可能エネルギー

度について整理を行った。潮流実績値の「日最大」「日平均」「日最小」の3ケースを整理したグラフを図2に示す。潮流実績値「日最大」では、冬期間（12月～2月）において、潮流実績値が系統の運用容量を超える空き容量が無く、出力制御が発生することがわかった。

3.2 系統空き容量、発電電力量の整理

系統の空き容量は、「運用容量（北新得変電所では450MW）」と「潮流実績値」の差であり、各ケースの空き容量を整理した。整理した日毎の空き容量と最適発電計画で整理した日発電電力量との比較を行い、日発電電力量>空き容量となる場合は、その日は発電が行えないものとして、発電量を0kWhとした。検討の結果、年間可能発電電力量が最も少なくなる「日最大」のケースの場合、需要が集中する冬期間は発電が行えない可能性があることが確認された（図3）。その場合、年間可能発電電力量は3,851,132kWhとなり、最適発電計画の78%程度の発電量となることがわかった。

3.3 費用対効果の検討

検討した各ケースの年間可能発電電力量および費用対効果を表2に整理する。費用対効果は、売電単価÷発電原価より算定し、売電単価は固定価格買取制度（FIT）を適用した場合

の単価を用いた。最も発電電力量が少なくなる「日最大」のケースにおいても、発電原価は14.72円/kWhで費用対効果1.97となり、十分な発電効果が得られる結果となった。

4. おわりに

本検討は、事業の経済性判断のため最も厳しい条件下（潮流実績の日最大値を考慮し、日発電電力量>空き容量となる場合は、その日の発電量を0とした）での検討を行ったが、実際は完全に発電が行えなくなるのではなく、電力会社からの指示値となるよう発電量を下げる対応となるため、本検討以上の発電量が見込まれると考える。今回用いたデータは実績潮流値であり計画されている電源の情報は反映されていない。

今後、同じ系統に将来的に接続される電源などの情報が入手できれば、事業の経済性判断を行う上で、より精度の高い検討が行えると考えられる。

参考文献

電力広域的運営推進機関：系統の接続ルールについて～ノンファーム型接続～ 更新2021.3.30

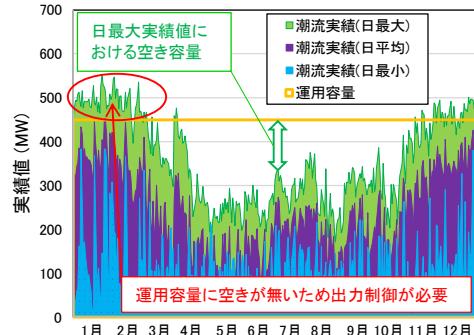


図2 潮流実績(2019年度)
Power flow date (2019)



図3 日発電電力量(2004年度)
Daily electricity generation (2004)

表2 費用対効果整理表
Cost-benefit performance

項目	最適発電計画	潮流実績を考慮した検討ケース			備考
		日最大	日平均	日最小	
① 年間可能発電電力量(kwh)*	4,960,269	3,851,132	4,931,174	4,960,269	
② 売電可能電力量(kwh)	4,712,256	3,658,576	4,684,616	4,712,256	②=①×0.95
③ 年間経費(円)	53,868,000	53,868,000	53,868,000	53,868,000	
④ 発電原価(円/kwh)	11.43	14.72	11.50	11.43	④=③÷②
⑤ 売電単価(円/kwh)	29.00	29.00	29.00	29.00	FIT適用
⑥ 費用対効果	2.54	1.97	2.52	2.54	⑥=⑤÷④

*年間可能発電電力量は10ヵ年(2004～2013年)平均値とする。